

附件 2

四川省电力辅助服务管理实施细则 (征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，构建新型电力系统，深化电力体制改革，持续推动能源高质量发展，保障华中区域电力系统安全、优质、经济运行及电力市场有序运营，促进源网荷储协调发展，建立用户参与的电力辅助服务分担共享新机制，进一步规范电力辅助服务管理，根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电网运行规则（试行）》《电力辅助服务管理办法》等有关法律法规，在《华中区域电力辅助服务管理实施细则》基础上，制定本细则。

第二条 电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等发电侧并网主体，电化学、压缩空气、飞轮等新型储能，传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的直控型可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）提供的服务。

第三条 本细则适用于四川省电力调度机构调度管辖的接入35kV及以上电压等级并网主体电力辅助服务的提供、调用、考核、补偿、结算和监督管理等。35kV以下的并网主体可根据实际情况，在不影响公平合理的前提下，参照本细则执行。

第四条 本细则适用于以下并网主体：

（一）发电侧并网主体是指电力调度机构管辖范围的火电（含燃煤、燃气及生物质发电等，其中生物质发电包括农林废弃物直接燃烧和气化发电、垃圾焚烧和垃圾填埋气发电、沼气发电）、水电（含抽水蓄能）、风电（含配建储能的风电）、光伏（含配建储能的光伏）、自备电厂。

配建式储能应与配建主体作为统一调度单元参与辅助服务。

（二）新型储能是指具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格的独立电化学储能电站。压缩空气、飞轮等独立新型储能电站参照执行。纳入本细则管理的独立新型储能容量不低于4MW/4MWh。

（三）负荷侧并网主体是指传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的直控型可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）。纳入本细则管理的直控型可调节负荷容量不低于5MW，向上或向下调节能力不低于5MW，持续时间不低于1小时。

第五条 已通过市场化交易的电力辅助服务品种，根据市场

交易规则进行清算、结算，相关辅助服务品种不在本细则进行重复补偿。未通过市场机制实现补偿的电力辅助服务品种，按本细则进行补偿。辅助服务市场暂停运行期间按照本细则执行。

第六条 新建并网主体应按照《电网运行规则（试行）》《电网运行准则》等要求接入电网，并完成以下工作之后开展辅助服务管理：

（一）火力发电机组按《火电发电建设工程启动试运及验收规程》（DL/T 5437）要求完成整套启动试运时纳入。

（二）水力发电机组按《水电工程验收规程》（NB/T 35048）、抽蓄机组按照《可逆式抽水蓄能机组启动试运行规程》（GB/T18482）要求完成负荷连续运行时纳入。

（三）风力发电场、光伏电站分别按《风力发电场项目建设工程验收规程》（GB/T 31997）、《光伏发电工程验收规范》（GB/T 50796）完成工程验收，第一台风电机组或逆变器并入电网时纳入。

（四）独立新型储能按照《电化学储能电站并网运行与控制技术规范》（DL/T 2246.1~2246.9）、《参与辅助调频的电厂侧储能系统并网管理规范》（DL/T 2313）要求完成接入电网且具备结算条件之后纳入。

（五）直控型可调节负荷按照《可调节负荷并网运行与控制技术规范》（DL/T 2473.1~2473.13）要求完成接入电网且具备结算条件后纳入。

(六)其它发电机组原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入。

(七)发电侧并网主体和新型储能自首次并网之日起参与辅助服务费用分摊。

第七条 国家能源局四川监管办公室对辖区内电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体执行本细则情况进行监管。电力调度机构按照调度管辖范围开展辅助服务管理工作；电力交易机构负责披露补偿分摊结果，出具结算依据；电网企业负责对辅助服务费用进行结算。

第二章 定义与分类

第八条 并网主体提供的辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。

第九条 基本辅助服务是指为了保障电力系统安全稳定运行、保证电能质量，并网主体必须提供的辅助服务。包括基本一次调频、基本调峰、基本无功调节等。

(一)基本一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，常规机组通过调速系统的自动反应、新能源和独立新型储能等并网主体通过快速频率响应，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务中，一次调频实际动作积分电量不在规定动作积分电量要求范围内的事件部分。

(二)基本调峰是指发电机组在规定的最小技术出力到额定容量范围内，为了跟踪负荷的峰谷变化而有计划的、按照一定调

节速度进行的发电机组出力调整所提供的服务。

常规燃煤机组和在非供热期的热电联产机组的基本调峰能力为其额定容量的 50%，燃气机组（以下简称燃机）基本调峰能力为其额定容量（燃气+汽轮机）的 100%，水电机组、生物质、综合利用机组以及在供热期间的热电联产机组按实际能力提供基本调峰。为确保电网安全，抽水蓄能机组、新能源应参与系统调峰。

（三）基本无功调节是指发电机组发电工况时，在迟相功率因数（其中火电、燃机一般为 0.85-1.0，水电一般为 0.9-1.0，风电一般为 0.9-1.0，光伏一般为 0.9-1.0）范围内向电力系统注入无功功率，或在进相功率因数（其中火电、燃机一般为 0.97-1.0，水电一般为 0.97-1.0，风电一般为 0.95-1.0，光伏一般为 0.95-1.0）范围内向电力系统系数吸收无功功率所提供的服务。

第十条 有偿辅助服务是指并网主体在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，包括有偿一次调频、二次调频、有偿调峰、旋转备用、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、黑启动、转动惯量、爬坡等。

（一）有偿一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，常规机组通过调速系统的自动快速反应、新能源（包含配建储能的新能源）和独立新型储能等并网主体通过快速频率响应，短时间内快速改变出力，减少频率偏差或满足电力系统频率安全要求的服务中，一次调频实际动作积分电量在规定动作积分电量要求

范围内的事件部分。

（二）二次调频是指并网主体通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，跟踪电力调度机构下达的指令，按照一定调节速率实时调整发用电功率，以满足电力系统频率、联络线功率控制要求的服 务。

自动发电控制（AGC）是指并网主体在规定的出力调整范围内，跟踪电力调度指令，按照一定调节速率实时调整发电出力，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服 务。

自动功率控制（APC）是指采用信息通信和自动控制技术，通过调度侧向分布式电源、直控型可调节负荷下达实时调节指令，实现对电网调控范围内的发电机、直控型可调节负荷等源网荷储各环节调节资源有功的目标负荷计算和自动跟踪调节，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服 务。

（三）有偿调峰是指在负荷低谷或调峰困难时段，发电侧并网主体超过基本调峰范围进行深度调峰、按电力调度指令要求启停机(炉)进行调峰；含配建储能的新能源和独立新型储能按电力调度指令要求处于充电状态进行调峰；负荷侧并网主体上调用电功率，增加用电所提供的服 务。在负荷高峰或顶峰困难时段，发电侧并网主体达到额定出力、按电力调度指令紧急启机进行顶峰；含配建储能的新能源、独立新型储能按电力调度指令要求处于放电状态进行顶峰；负荷侧并网主体下调用电功率，减少用电所提供的服 务。

（四）旋转备用是指为保证电力系统可靠供电，在调度需求指令下，并网主体通过预留调节能力，并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务。

（五）有偿无功调节是指并网主体在进相功率因数低于额定值（其中火电、燃机、水电、独立新型储能为 0.97，风电、光伏为 0.95）的情况下向电力系统吸收无功功率或迟相功率因数低于额定值（其中火电、燃机为 0.85，水电、光伏、风电为 0.9，独立新型储能为 0.8）的情况下向电力系统发出无功功率，以及发电机组在调相工况运行时向电力系统发出或吸收无功功率所提供的服务。

（六）自动电压控制（AVC）是指在自动装置的作用下，发电侧并网主体、独立新型储能的无功出力和用户的无功补偿设备根据电力调度指令进行自闭环调整，使电网达到最优的无功和电压控制的过程。

本细则规定的自动电压控制（AVC）服务仅指发电侧并网主体、独立新型储能在规定的无功调整范围内，自动跟踪电力调度指令，实时调整无功出力，满足电力系统电压和无功控制要求所提供的服务。

（七）黑启动是指电力系统大面积停电后，在无外界电源支持情况下，由具备自启动能力的发电侧并网主体、独立新型储能所提供的恢复系统供电的服务。

（八）转动惯量是指在系统经受扰动时，并网主体根据自身

惯量特性提供响应系统频率变化率的快速正阻尼，阻止系统频率突变所提供的服务。

（九）爬坡是指为应对全网频率异常、再生能源发电波动、局部地区电力平衡困难、断面过载等紧急情况，具备较强负荷调节速率的并网主体根据调度指令快速调整出力，以维持系统功率平衡所提供的服务。

第三章 提供与调用

第十一条 并网主体有义务提供辅助服务，且履行以下职责：

（一）提供基础技术参数以确定各类辅助服务的能力，提供有资质单位出具的辅助服务能力测试报告。

（二）负责设备运行与维护，确保具备提供符合规定标准要求的辅助服务的能力。

（三）根据电力调度指令要求提供辅助服务。

（四）执行辅助服务考核和补偿。

（五）配合完成参数校核工作。

第十二条 辅助服务遵循“按需调用”的原则，电力调度机构根据电网运行需要和并网主体调节性能，合理调用辅助服务。

第十三条 电力调度机构调用并网主体辅助服务时，应履行以下职责：

（一）根据电网情况、安全导则、调度规程，遵循“按需调度”和“三公”原则，组织、安排调度管辖范围内并网主体的辅助服务。

(二) 根据相关技术标准和管理办法对辅助服务补偿、考核情况进行记录和统计。

(三) 定期公布辅助服务调用、考核及补偿详细情况。

(四) 及时答复并网主体的问询。

(五) 定期对辅助服务的有关情况进行统计分析并报送电力监管机构。

(六) 按电力监管机构的要求报送其它相关情况。

第四章 考核与补偿

第十四条 对基本辅助服务不进行补偿，当并网主体因自身原因造成基本辅助服务达不到规定标准需接受考核。对有偿辅助服务进行补偿，当并网主体因自身原因造成辅助服务不能被调用或达不到指定要求时，需接受考核。具体考核办法见《四川省电力并网运行管理实施细则》。

第十五条 自动发电控制（AGC）服务补偿

自动发电控制（AGC）按照单元（单机、全厂或多个发电厂组成的计划单元）参与所在控制区频率或者联络线偏差控制调节（ACE）的，对其贡献量进行补偿。自动发电控制（AGC）投其它控制模式的，不对其调节电量进行补偿。

$$AGC \text{ 补偿费用 (元)} = \begin{cases} abs(\Delta P) \times k \times 6 \text{ 元/MW} & (2 \geq k \geq 0.9 \text{ 或 } k < 0) \\ 0 & (0 \leq k < 0.9) \end{cases}$$

其中， ΔP （MW）为单次有效调节过程调节幅度，调节

过程“综合性能指标 k”定义见《四川省电力并网运行管理实施细则》。

第十六条 自动功率控制（APC）服务补偿

（一）APC 投调频控制模式时，直控型可调节负荷参与所在控制区频率或者联络线偏差控制调节（ACE）的，对其贡献量进行补偿。APC 补偿费用=APC 实际调节里程（兆瓦）×6（元/兆瓦）。其中，APC 实际调节里程为直控型可调节负荷根据 APC 调度指令要求比基准功率增加、减少有功功率对应的里程绝对值之和。

（二）直控型可调节负荷的标准调节速率不应低于最大调节能力的 1%/min；直控型可调节负荷资源的标准响应时间应不高于 60s；直控型可调节负荷资源的标准调节精度应不高于最大调节能力的 2%；直控型可调节负荷在参与调控业务期间的 APC 月可用率不应低于 95%，APC 月投入率不应低于 95%（调度允许退出时段不统计）。以上四项性能指标都满足时，APC 合格率为 100%；任意一个标准不满足时，视为调节性能不合格，该时段对应的 APC 补偿为零。

调节速率、响应时间、调节精度性能指标的计算及统计方法参见《四川省电力并网运行管理实施细则》AGC 执行。

第十七条 有偿一次调频补偿

有偿一次调频补偿包含小扰动补偿、大扰动补偿和模拟扰动补偿，其中电网最大频率偏差 $|\Delta f| < 0.1\text{Hz}$ 为小扰动，电网最大

频率偏差 $|\Delta f| \geq 0.1\text{Hz}$ 为大扰动，频率偏差模拟扰动范围为 $0.08\text{Hz} \sim 0.183\text{Hz}$ 。在当月频率性能调节合格事件中，对一次调频贡献率满足要求的发电侧并网主体、独立新型储能、直控型可调节负荷（最大可调容量 5MW 及以上）进行补偿。

（一）小扰动补偿

对满足小扰动性能指标要求的并网主体给予补偿，补偿标准如下：

$$F_{\text{补偿}} = \sum^s M \times (P_n \times C) \times 200 \text{元} / \text{MWh}$$

式中：

若 $|\Delta f| < 0.06\text{Hz}$

$$M = \begin{cases} 0 ; Q_{\text{***}} < 75\% \text{ 或 } K_{i0} > 1.3 \\ 1 ; Q_{\text{***}} \geq 75\% \text{ 且 } K_{i0} \leq 1.3 \end{cases}$$

若 $|\Delta f| \geq 0.06\text{Hz}$

$$M = \begin{cases} 0 ; Q_{\text{***}} < 75\% \text{ 或 } K_{i0} > 1.0 \\ 1 ; Q_{\text{***}} \geq 75\% \text{ 且 } K_{i0} \leq 1.0 \end{cases}$$

P_n 为并网主体额定容量（MW）、 C 为0.1小时、 K_{i0} 为每次小扰动合格事件贡献率， S 为 M 等于1的累计总数。根据四川电网运行特性， S 每月暂定不大于20。

（二）大扰动补偿

对满足大扰动性能指标要求的并网主体给予补偿，补偿标准如下：

$$F_{\text{补偿}} = 1000 \times M \times H_{i1} (\text{MWh}) \times 1000 \text{元} / \text{MWh}$$

式中：

$$M = \begin{cases} 0 & ; K_{i1} > 1.0 \\ 1 & ; K_{i1} \leq 1.0 \end{cases}$$

K_{i1} 为每次大扰动合格事件贡献率、 H_{i1} 为并网主体每次大扰动合格事件的调频实际贡献电量。

（三）模拟扰动补偿

对模拟测试结果满足大扰动性能指标要求的并网主体给予补偿，补偿标准如下：

$$F_{\text{补偿}} = 1000 \times M \times H_{i2} (\text{MWh}) \times 450 \text{元} / \text{MWh}$$

式中：

$$M = \begin{cases} 0 & ; K_{i2} > 1.0 \\ 1 & ; K_{i2} \leq 1.0 \end{cases}$$

K_{i2} 为每次模拟扰动合格事件贡献率、 H_{i2} 为并网主体每次模拟扰动合格事件的调频实际贡献电量。

“小扰动”、“大扰动”、“模拟扰动”、“一次调频贡献率 K ”、“ $Q_{\text{合格率}}$ ”、“ P_n ”定义见《四川省电力并网运行管理实施细则》。

第十八条 有偿调峰补偿

当预计全网负备用小于裕度值，需要将一台及以上并网燃煤机组降至有偿调峰基准值以下或者停机时，启动调峰补偿。

（一）燃煤机组深度调峰补偿

常规燃煤发电机组出力低于基本调峰下限的，按低于基本调峰下限少发电量给予补偿。

燃煤发电机组不满足《燃煤机组锅炉深度调峰能力评估试验导则》（DL/T 2497）相关深调能力评估要求或因机组设备问题造成实际出力低于基本调峰下限，不予补偿。

每台机组每 5 分钟按以下规则计算补偿：

深度调峰补偿费用：

$$F_{\text{深度调峰}} = H_1 \times W_{\text{深度调峰}} \times C_{\text{调峰}}$$

式中： $W_{\text{深度调峰}}$ 为调峰深度贡献电量， $C_{\text{调峰}}$ 为调峰电量补偿价格， H_1 为补偿系数，系数设置为 1。

深度调峰贡献电量：

$$W_{\text{深度调峰}} = | P_{\min} - P_{\text{实际}} | \times 5/60 \text{ (MWh)}$$

式中： P_{\min} 为机组基本调峰能力确定的机组最小技术出力， $P_{\text{实际}}$ 为机组实际出力。

深度调峰电量补偿价格：

负荷率	C 调峰
45%≤负荷率<50%	250
40%≤负荷率<45%	350
35%≤负荷率<40%	500
30%≤负荷率<35%	600
负荷率<30%	700

（二）启停调峰补偿

1. 燃煤机组在 24 小时内因系统调峰需求，电力调度机构要求同燃煤电厂同容量机组启停一次，计为一次启停调峰，水电机组无补偿。补偿标准如下：

单机容量 $\leq 100\text{MW}$: $F_{\text{启停}} = P_n \times 800 \text{元} / \text{MW}$

单机容量 $> 100\text{MW}$: $F_{\text{启停}} = P_n \times 2000 \text{元} / \text{MW}$

2.燃气机组在 24 小时内因系统调峰需求，在启动燃煤机组深度调峰后，电力调度机构要求同一台燃气机组启停一次，计为一次启停调峰。补偿标准如下：

$$F_{\text{启停}} = P_n \times 200 \text{元} / \text{MW}$$

式中： P_n 为机组额定容量。

（三）生物质电站调峰补偿

电力调度机构依据生物质电站出具的有资质的试验单位现场测试出的 s_c 值及 s_z 值确定生物质电站的调峰区间，其中 s_c 为机组不投助燃燃料且满足环保要求的最低出力（MW）， s_z 为机组投助燃燃料且满足环保要求的最低出力（MW）。

生物质电站参与调峰，对系统优化运行做出的贡献每 5 分钟可按以下标准获得补偿：

运行调峰补偿费用：

$$F_{\text{运行}} = W_{\text{运行调峰}} \times C_{\text{调峰}}$$

式中： $W_{\text{运行调峰}}$ 为运行调峰贡献电量， $C_{\text{调峰}}$ 为调峰电量补偿价格。

运行调峰贡献电量：

$$W_{\text{运行调峰}} = P_{\text{max}} \times T - W_{\text{实际}}$$

式中： P_{max} 为当日用电负荷高峰时段生物质电站平均出力（MW）， T 为调峰参与的时长（单位为小时）， $W_{\text{实际}}$ 为调峰参

与时段内的实际电量（MWh）。

调峰电量补偿价格：

$$C_{\text{调峰}} = \begin{cases} \left(1 - \frac{S_C}{P_N}\right) \times 300 \text{元/MWh}, S_C \leq P_{\text{实际}} < P_{\text{max}} \\ \left(1 - \frac{S_Z}{P_N}\right) \times 600 \text{元/MWh}, S_Z \leq P_{\text{实际}} < S_C \end{cases}$$

式中： P_N 为机组额定容量（MW）。

如因机组设备问题造成实际出力降低，不予补偿。

（四）含配建储能的新能源和独立新型储能调峰补偿

电力调度机构结合系统调峰需要调用，下达调度计划（含调度指令）要求含配建储能的新能源和独立新型储能电站进入充电状态时，对其充电电量进行补偿，具体补偿标准为 300（元/兆瓦时）。

相关电能量市场规则或调峰辅助服务市场规则对独立新型储能电站参与调峰辅助服务及其调用顺序、标准另有规定的，从其规定。

（五）直控型可调节负荷调峰补偿

在调峰困难时段，对直控型可调节负荷接受电力调度机构（主站）控制，上调用电功率，增加用电量进行填谷进行补偿。在负荷高峰时段或者电力供应紧张时段，对直控型可调节负荷接受电力调度机构（主站）控制，下调用电功率，减少用电量进行削峰进行补偿。现货市场运行期间，直控型可调节负荷已参与现货市场不予补偿。当地需求侧响应政策已经给予补偿的，不重复

补偿。

1.按 15 分钟为一个时段计算直控型可调节负荷的调峰（填谷）辅助服务费用， t 时刻调峰（填谷）辅助服务费用 $C_{t, \text{填谷费用}}$ 的计算公式为：

$$C_{t, \text{填谷费用}} = \min(1.3 \times P_{t, \text{计划功率}}, P_{t, \text{实际功率}} - P_{t, \text{基准功率}}) \times \frac{1}{4} h \times m_1 \times 450 \text{元/MWh}$$

其中， $P_{t, \text{基准功率}}$ 为基准功率， $P_{t, \text{实际功率}}$ 为实际功率，其差值即为实际调节容量，若实际调节容量小于零，按零处理； m_1 为填谷补偿力度调节系数。

若实际调节容量未达到计划调节功率的 70%，视为无效调节，对应时段费用不予以结算，此外，交易时段内实际用电量低于调控目标电量部分视作分摊电量，承担常规能源分摊义务；若实际调节容量位于计划调节功率的 70%至 130%之间，实际调节容量全部计入有效调节容量，对应时段费用予以结算；若实际调节容量高于计划调节功率的 130%，有效调节容量计为计划调节功率的 130%，对应时段费用予以结算。

2.按 15 分钟为一个时段计算直控型可调节负荷的调峰（削峰）辅助服务费用 $C_{t, \text{削峰费用}}$ ，计算公式为：

$$C_{t, \text{削峰费用}} = \min(1.3 \times P_{t, \text{计划功率}}, P_{t, \text{基准功率}} - P_{t, \text{实际功率}}) \times \frac{1}{4} h \times m_2 \times 450 \text{元/MWh}$$

其中， $P_{t, \text{基准功率}}$ 为基准功率， $P_{t, \text{实际功率}}$ 为实际功率，其差值即为实际调节容量，若实际调节容量小于零，按零处理； m_2 为削峰

补偿力度调节系数。

若实际调节容量未达到计划调节功率的 70%，视为无效响应，对应时段费用不予以结算，此外交易时段内实际用电量高于调控目标电量部分视作分摊电量，承担常规能源分摊义务；若实际调节容量位于计划调节功率的 70%至 130%之间，实际调节容量全部计入有效调节容量，对应时段费用予以结算；若实际调节容量高于计划调节功率的 130%，有效调节容量计为计划调节功率的 130%，对应时段费用予以结算。

第十九条 旋转备用补偿

电力调度机构应根据国家、行业标准、监管要求和相关稳定运行规程健全完善备用管理制度，科学、合理、精细安排旋转备用容量，按月明确并公布系统备用安排情况。

1.在负荷高峰时段（10:00-22:30），对燃煤机组以及承担系统备用的水电机组所提供的负荷旋转备用予以补偿。不能提供负荷旋转备用的机组，如径流式水电机组、新能源（风电、光伏等）机组，不予补偿。由于电厂原因无法按调度需要达到申报的最高可调出力，或未在日前申报可调出力时，当日负荷旋转备用容量不予补偿。

每台机组每 5 分钟按以下规则计算补偿：

补偿费用：

$$F_{\text{负荷旋转}} = W_{\text{负荷旋转}} \times C_{\text{负荷旋转}}$$

式中： $W_{\text{负荷旋转}}$ 为负荷旋转备用贡献量； $C_{\text{负荷旋转}}$ 为负荷旋转备用

补偿价格，燃煤机组 15 元/MWh，水电机组 10 元/MWh。

负荷旋转备用贡献量：

$$W_{\text{负荷旋转}} = \max (P_{\text{max}} - P_{\text{实际}}, 0) \times 5 / 60 (\text{MWh})$$

式中： P_{max} 为运行机组申报的最大发电能力， $P_{\text{实际}}$ 为机组实际出力。

以日最高用电负荷预测值的 5% 作为当日系统旋转备用补偿容量上限。

2. 根据调度指令，特定水电厂（电网运行有开机容量或旋转备用有特定要求的电厂）通过满足开机容量要求或提供旋转备用，提升电网稳定水平和重要断面输送能力，对水电机组进行补偿。参与稳定旋转备用补偿的水电机组，不再参与负荷旋转备用补偿。

水电厂每 5 分钟按以下规则计算补偿：

$$\text{补偿费用为 } F_{\text{稳定旋转}} = W_{\text{稳定旋转}} \times C_{\text{稳定旋转}}$$

式中： $W_{\text{稳定旋转}}$ 为稳定旋转备用贡献量； $C_{\text{稳定旋转}}$ 为稳定旋转备用补偿价格，对电厂开机容量有要求的取 10 元/MWh，对机组旋转备用有要求的取 15 元/MWh。

稳定旋转备用贡献量：

$$\text{有并网容量要求的机组为 } W_{\text{稳定旋转}} = \max (P_{\text{开机}} - P_{\text{实际}}, 0) \times 5 / 60 (\text{MWh}) ;$$

式中， $P_{\text{开机}}$ 为 \max （满足实时运行约束需要的开机需求该厂满足开机需求的最小开机组合对应容量）。

有旋转备用要求的机组为

$$W_{\text{稳定旋转}} = \max (\text{按各厂备用容量分配的 } P_{\text{旋转备用要求}}, 0) \times 5 / 60$$

(MWh)

式中： P_{\max} 为该厂开机台数对应的发电能力（以申报能力为测算依据） $P_{\text{实际}}$ 为电厂实际出力， $P_{\text{旋备要求}}$ 为电网运行要求电厂提供的旋备备用容量。对于稳定旋备要求为单一电厂的，第一项即为旋备需求。

第二十条 有偿无功服务补偿

（一）有偿无功服务按机组计量，每台机组每 5 分钟按以下规则计算补偿。

（二）根据电力调度指令，并网主体通过提供必要的有偿无功服务保证电厂母线电压满足要求，或者已经按照最大能力发出或吸收无功也无法保证母线电压满足要求时，对发电侧并网主体比迟相功率因数（其中火电、燃机为 0.85，水电、光伏、风电为 0.9，独立新型储能为 0.8）多发出的无功电量或比进相功率因数（其中火电、燃机、水电、独立新型储能为 0.97，风电、光伏为 0.95）多吸收的无功电量进行补偿，补偿价格为 50 元/MVarh。

若机组进相运行时功率因数超过电力调度机构下发的发电机组进相规定值，不予补偿。

有偿无功电量计算方式如下：

无功增量 = | 实际运行无功出力 | - | 要求功率因数的无功出力

$$\text{要求功率因数的无功出力} = P_{\text{实际}} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos \Phi \times \cos \Phi}}{\cos \Phi}$$

其中， $\cos\Phi$ 为要求功率因数。

提供有偿无功电量 (MVarh) = 无功增量 $\times 5/60$

(三) 非电网投资的调相机 (含改造为调相机的发电机组) 在调相工况运行所提供的有偿无功服务, 按调相容量及调相运行时间补偿。

调相容量: 核定无功运行最大容量

$$\text{补偿费用} = Y_{\text{调相}} \times Q_n \times t_{\text{调相}} \times H_3$$

式中, Q_n 为机组调相容量, 单位为 MVar; $t_{\text{调相}}$ 为机组调相运行时间, 单位为小时; $Y_{\text{调相}}$ 为调相运行补偿标准, 暂取 20 元/MVarh。

系数 H_3 设置为 1。

第二十一条 装设 AVC 装置的机组 AVC 投运率在 98% 以上、AVC 调节合格率在 98% 以上的, 按机组容量和投用时间进行补偿, 低于上述指标的不进行补偿:

$$F = (\lambda_{\text{调节}} - 98\%) \times P_N \times Y_{\text{AVC}} \times T_{\text{AVC}} / (100\% - 98\%)$$

式中, $\lambda_{\text{调节}}$ 为机组 AVC 调节合格率; P_N 为机组容量 (MW); Y_{AVC} 为 AVC 补偿标准, 取 0.1 元/MWh; T_{AVC} 为机组 AVC 投用时间, 单位为小时。

第二十二条 电力调度机构应根据系统安全需要, 合理确定黑启动的并网主体, 并与黑启动并网主体所在发电企业签订黑启动服务合同, 合同中应明确机组黑启动技术性能指标。对提供黑启动机组的改造新增投资成本、运行维护成本、黑启动测试成本

和人员培训成本等给予补偿。水电机组暂定按 2 万元/月·台，其它常规机组暂定按 10 万元/月·台补偿；黑启动成功后的并网主体获得 100 万元/台的调用补偿费用。

第二十三条 转动惯量补偿

当四川电网非同步电源渗透率 > 40% 时，对水电、火电、同步调相机给予转动惯量补偿；其他类型并网主体暂不纳入转动惯量补偿。

（一）根据水电、火电的转动惯量、补偿时间等给予补偿，补偿计算公式如下：

$$J = \frac{10^6 \times P_n \times T_J}{(2\pi f)^2}$$

$$F_{\text{补偿}} = M \times J \times Y_{\text{转动惯量补偿}} \times (t_{\text{补偿时间}} / t_{\text{月度时间}})$$

式中：

J 为水电、火电的转动惯量 ($\text{kg} \cdot \text{m}^2$)， P_n 为机组额定容量 (MW)， T_J 为机组的惯性时间常数 (s)， f 为机组同步发电机频率 (Hz)； $Y_{\text{转动惯量补偿}}$ 为转动惯量补偿标准，取 1 元/ $\text{kg} \cdot \text{m}^2$ ； $t_{\text{补偿时间}}$ 为当月机组并网时间(小时)； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月时间(小时)。

当月相关并网主体一次调频合格率不小于 75%， M 取 1，反之 M 取 0。若当月无有效调频事件，按历史一次调频合格率依次追溯。

（二）根据同步调相机的额定容量、补偿时间等给予转动惯量补偿，补偿计算公式如下：

$$F_{\text{补偿}} = S_n \times Y_{\text{转动惯量补偿}} \times (t_{\text{补偿时间}} / t_{\text{月度时间}})$$

式中：

S_n 为同步调相机额定容量 (Mvar); $Y_{\text{转动惯量补偿}}$ 为转动惯量补偿标准, 取 100 元/Mvar; $t_{\text{补偿时间}}$ 为并网时间(小时); $t_{\text{月度时间}}$ 为当月时间(小时)。

第二十四条 爬坡补偿

电力调度机构应根据系统安全需要, 合理确定爬坡并网主体。满足爬坡性能指标要求的并网主体参与爬坡辅助服务可获得爬坡辅助服务补偿费用。

具备向上或者向下爬坡能力的并网主体, 按电力调度机构要求时间节点、速率、目标完成爬坡。根据爬坡准备时间、里程给予补偿。

爬坡补偿各类型并网主体容量 P_n

并网主体类型	并网主体容量 P_n
火电	单机/全厂并网机组额定容量
水电	全厂/计划单元非退备机组额定容量
含配建储能的风电、光伏	配建储能额定容量
独立储能	储能额定容量

各类型并网主体爬坡补偿性能标准

并网主体类型		爬坡补偿速率	爬坡精度
发电侧 并网主体	火电 (仓储)	$> 2.0\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n/\text{min}$
	火电 (直吹)	$> 1.7\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n/\text{min}$
	燃机	$> 5.0\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n/\text{min}$

	水电、抽蓄	> 35%P _n /min	≤1.2%P _n /min
	含配建储能的风电 光伏	≥100%P _n /1s	≤1.0%P _n /min
	独立储能	≥100%P _n /1s	≤1.0%P _n /min

(一) 火电补偿计算公式如下:

$$F = \sum_{i=1}^n (M_i \times t \times Y_{\text{爬坡预备补偿}} + M_i \times Y_{\text{爬坡补偿}} \times B)$$

式中, F 为补偿费用; M_i 为第 i 次并网主体实际爬坡里程; t 为爬坡预备时间, 取 1 小时; $Y_{\text{爬坡预备补偿}}$ 为爬坡预备补偿标准, 取 200 元/兆瓦时; $Y_{\text{爬坡补偿}}$ 为爬坡补偿标准, 取 400 元/兆瓦; n 为爬坡次数; 爬坡速率及精度满足要求, B 取 1, 反之取 0。

(二) 水电补偿计算公式如下:

$$F = \sum_{i=1}^n (M_i \times t \times Y_{\text{爬坡预备补偿}} + M_i \times Y_{\text{爬坡补偿}} \times B)$$

式中, F 为补偿费用; M_i 为第 i 次并网主体实际爬坡里程; t 为爬坡预备时间, 取 1 小时; $Y_{\text{爬坡预备补偿}}$ 为爬坡预备补偿标准, 取 10 元/兆瓦时; $Y_{\text{爬坡补偿}}$ 为爬坡补偿标准, 取 100 元/兆瓦; n 为爬坡次数; 爬坡速率及精度满足要求, B 取 1, 反之取 0。

(三) 含配建储能的风电光伏、新型储能补偿计算公式如下:

$$F = \sum_{i=1}^n (M_i \times t \times Y_{\text{爬坡补偿}} \times B)$$

式中, F 为补偿费用; M_i 为第 i 次并网主体实际爬坡里程; t 为爬坡时间, 取 1 小时, $Y_{\text{爬坡补偿}}$ 为爬坡补偿标准, 取 500 元/兆时

瓦； n 为爬坡次数；爬坡速率及精度满足要求， B 取1，反之取0。

第五章 计量与结算

第二十五条 并网主体必须接受调度主站监视和控制，提供的辅助服务技术参数须经有资质试验单位校验确认。

第二十六条 辅助服务统计数据包括电能量计量采集装置数据、电力调度自动化系统记录的发电负荷指令和省（市）间联络线交换功率指令、实际有功（无功）出力，日发电计划曲线（含修改）、省（市）间联络线交换功率曲线、电网频率、电压曲线等。

第二十七条 辅助服务补偿费用按月统计结算，在各省（市）电网企业单独记帐，实行专项管理。地县级电力调度机构调度管辖范围统计计算结果纳入到相应省级电力调度机构调度管辖范围，费用在全省平衡。

第二十八条 参与国家指令性计划、地方政府协议以及跨省跨区市场化交易的送电发电机组，条件具备时按照同一标准和要求纳入辅助服务管理。

第二十九条 辅助服务补偿费用来源包括：发电机组和独立新型储能执行《国家能源局关于印发〈发电机组进入及退出商业运营办法〉的通知》（国能发监管规[2023]48号）需分摊的调试运行期辅助服务费用，符合国家和地方有关法律法规以及规范性文件规定的其它资金，不足部分按以下原则分摊：

为特定发电侧并网主体服务的电力辅助服务，补偿费用由相关

发电侧并网主体分摊。为特定电力用户服务的电力辅助服务，补偿费用由相关电力用户分摊。为电力系统运行整体服务的电力辅助服务，补偿费用由发电企业、市场化电力用户等所有并网主体共同分摊。

（一）发电侧的并网主体按照上网电量比例分摊，发电厂（场站）及独立新型储能、自备电厂、抽水蓄能、虚拟电厂等“发用一体”主体采用当月上网电量。

（二）用户侧的并网主体按照下网电量比例分摊，市场化用户（含电网企业代理购电用户）为当月用电结算电量，独立新型储能、自备电厂、抽水蓄能、虚拟电厂等“发用一体”主体采用当月下网电量。负荷聚合商、虚拟电厂等直控型可调节负荷由其对应的电力用户承担分摊责任，不重复分摊。

（三）同时与多个省级电网企业有购售电合同关系的发电侧并网主体为其在各省级电网当月落地电量。

（四）新建发电机组和独立新型储能调试运行期辅助服务费用分摊标准按照有关规定执行。

（五）依据“谁受益、谁承担”原则，转动惯量由新能源承担；其余辅助服务费用由发电侧的并网主体、用户侧的并网主体共同承担，其按照 1: 1 的比例承担。国家出台有关文件的，按照最新文件执行。

各项辅助服务费用分摊主体表

项目	分摊主体
----	------

有偿一次调频、有偿调峰、有偿无功、AGC、AVC、旋转备用、爬坡、黑启动	发电侧并网主体、独立新型储能、市场化用户
转动惯量	新能源

第三十条 并网主体有偿辅助服务结算费用等于当月该电厂辅助服务补偿费用减去当月该并网主体辅助服务分摊费用。并网主体有偿辅助服务结算费用由电网企业根据结算关系，与并网主体月度电费一并结清。

第六章 信息披露

第三十一条 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容应包括但不限于考核、补偿、分摊、具体品种、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

第三十二条 峰、腰、谷时段划分以及调峰困难、供应紧张时段由电力调度机构根据有关规定和当地发用电特性确定和调整，在技术支持系统上发布，并报送国家能源局四川监管办公室。

第三十三条 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有并网主体披露相关考核和补偿结果，开放数据接口。电力调度机构会同电力交易机构制定和完善信息披露标准格式及相关明细表格模板，报国家能源局四川监管办公室审定后实施。

第三十四条 每日 17:30 前，电力调度机构应向所有并网主体披露前一日各并网主体各项辅助服务补偿情况。每月 10 日前（如遇法定节假日，则顺延至节假日后第 1 天），电力调度机构

应向所有并网主体披露上月各并网主体各项辅助服务补偿初步结果。电力调度机构确保运行结果公允，运行依据可追溯。

第三十五条 并网主体对公示有异议的，应在3个工作日内提出复核。电力调度机构在接到并网主体询问的3个工作日内，应进行核实并予以答复。因复核或者豁免考核原因，导致初步结果有调整的，应重新公示3日，并向所有并网主体公示调整结果及调整原因。并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议，应在公示后5个工作日内向国家能源局四川监管办公室提出申诉。

电力调度机构会同电力交易机构于每月20日前汇总补偿和分摊等公示内容，报国家能源局派出机构。无异议后，由电力调度机构执行并将最终结果推送给电力交易机构，电力交易机构出具结算依据。

每月25日前，电力调度机构应以正式文件向并网主体发布上月电力辅助服务管理情况。

第七章 监督与管理

第三十六条 国家能源局四川监管办公室负责电力辅助服务的监督与管理，监管本细则及相关辅助服务市场规则的实施，组织对电力调度机构和电力交易机构的执行情况进行评估和监管。并网主体可通过12398监管热线、微信公众号、APP和电子邮箱等多种形式向电力监管机构反馈问题和线索。

第三十七条 电力调度机构应按照国家能源局及其派出机构有关要求，将电力辅助服务管理技术支持系统向电力监管机构开

放，或开放数据接口将电力辅助服务管理技术支持系统接入监管信息系统。

第三十八条 每月 25 日前，电力调度机构应以正式文件向国家能源局四川监管办公室报送上月电力辅助服务管理情况。具体内容应包括分析报告和补偿分摊结果、异议申请及处理结果、减免考核（含考核内容、考核时间、考核原因、并网主体减免考核申请、相关证明材料、电力调度机构出具的免考核意见及减免考核政策依据）、公示反馈意见等信息。新建发电机组和独立新型储能调试运行情况及调试运行期辅助服务费用使用情况应与月度辅助服务结算情况一并报送。

第三十九条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体应如实报送与监管事项相关的文件、资料，并按国家规定如实公开有关信息。

第四十条 电力调度机构应严格按照本细则实施并网主体辅助服务管理，不得擅自调整算法和参数，确保数据真实、准确和及时，应保存辅助服务管理数据至少两年。

第四十一条 电力调度机构应每年组织评估本细则执行情况，向国家能源局四川监管办公室提交相关分析报告或规则调整建议。国家能源局四川监管办公室根据有关建议和实际情况需要及时调整和完善有关条款及考核标准。有关国家、行业标准更新修编的，参照最新标准执行。

第四十二条 电网企业、并网主体违反本细则相关规定的，

由国家能源局四川监管办公室责令限期改正；拒不改正的，按照《电力监管条例》第三十一条的规定进行处罚，并可对直接负责的主管人员和其他直接责任人员提出处理建议。

第四十三条 电力企业、电力调度交易机构有下列情形之一的，由国家能源局四川监管办公室责令限期改正；拒不改正的，按照《电力监管条例》第三十四条的规定进行处罚，并可对直接负责的主管人员和其他直接责任人员提出处理建议。

（一）拒绝或者阻碍国家能源局及其派出机构从事电力辅助服务监管工作的人员依法履行监管职责的。

（二）提供虚假或者隐瞒重要事实的电力辅助服务管理信息的。

（三）违反本细则相关规定，未按要求公开有关信息。

第八章 附则

第四十四条 本细则由国家能源局四川监管办公室负责解释。

第四十五条 本细则自 2024 年 1 月 1 日起施行，有效期 5 年。《关于印发〈华中区域电力辅助服务管理实施细则〉和〈华中区域发电厂并网运行管理实施细则〉的通知》（华中监能市场〔2020〕153 号）及其相关补充规定同时废止。